

# Økt forbrukerfleksibilitet – effekter på marked og system

Torjus Folsland Bolkesjø, Åsa Grytli Tveten, Iliana Ilieva & Thomas Martinsen  
Universitetet for Miljø- og Biovitenskap (UMB)

Smartgridkonferansen, Trondheim

10.09.2013



# FAGGRUPPE FOR FORNYBAR ENERGI VED INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING

- Tilbyr bachelor og master program i fornybar energi
  - Stor interesse og svært god søkning
- Per i dag 8 fast vitenskapelig ansatte
  - Hel- eller deltidstillinger
- Økende forskningsaktivitet og prosjektportefølje innen fornybar energi
- Seks (snart 7) stipendiater knyttet til framtidens energisystem/energimarked



**Muyiwa Samuel Adaramola, Fornybar energi**  
Vindkraft, energiteknologi



**Bjørn Sønju-Moltzau, Vannkraft**  
Hydrologi, vannkraft



**Monica Havskjold, Energiteknologi**  
Energisystemanalyse, energietterspørsel



**Arne Reidar Gravdahl, Vindkraft**  
Vindkraft, Vindsimulering



**Ole Jørgen Hansen, Livsløpsanalyser**  
Livsløpsanalyser, energi og avfallsressurser



**Thomas Martinsen, Energisystemanalyse**  
Energisystemanalyse, teknologilæring



**Erik Trømborg, Fornybar energi**  
Bioenergi, varemarkedet, energiettersp.



**Torjus F. Bolkesjø, Fornybar energi**  
Energimarkeder og -modellering, virkemidler, bioenergi

# FORNYBAR ENERGI VED INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING – PhD studenter



**Åsa Grytli Tveten, stipendiat**  
Energisystemanalyse, modellering- og  
virkemiddelanalyse



**Aleksandra Roos, stipendiat/nærings  
Phd**  
Balansering av kraftsystemet med  
forbrukerfleksibilitet og måskala  
produksjon



**Iliana Ilieva, stipendiat/nærings Phd**  
Smart grid og nye omstningsformer: Effekter  
for energiselskaper



**Jon Gustav Kirkerud, stipendiat**  
Integrasjon av vindkraft, vannkraft og  
bioenergi i energisystemet,



**Anna Kipping, stipendiat**  
Energiforbruk og energjetterspørsel



**Eli Sandberg, stipendiat**  
Samspill mellom kraftsystemet og termisk  
energi



**Mr/Ms X (fom høsten 13)**  
Bioenergis rolle i det framtidige  
energisystemet

## Studien «Økt forbrukerfleksibilitet – effekter på marked og system»

- Resultat av arbeid prosjektet «IMPROSUME - The Impact of Prosumers in a SmartGrid Energy Market »
  - Finansiert gjennom ERA-NET Smart Grid
  - NCE Smart Energy v/Bernt Bremdal prosjektansvarlig
- Videreføres i prosjektet «Economic Analysis of power market Participants in the future energy system»
  - Nærings-PhD prosjekt for Iliana Ilieva, finansiert av Brady Energy & Norges Forskningsråd
- Bidrag til studien fra Åsa Grytli Tveten, Iliana Ilieva, Thomas Martinsen & Bernt Bremdal

## Bakgrunn og problemstilling

### Bakgrunn:

- Større andel uregulerbar kraftproduksjon
- Nye løsninger for smart/fleksibelt forbruk
- Flere utenlandsforbindelser

### Problemstilling

- Hva er sannsynlige effekter av økt forbrukerfleksibilitet i framtidens (2025) energisystem?
  - Preiseffekter
  - Systemeffekter (teknologimiks, effektreserver etc)

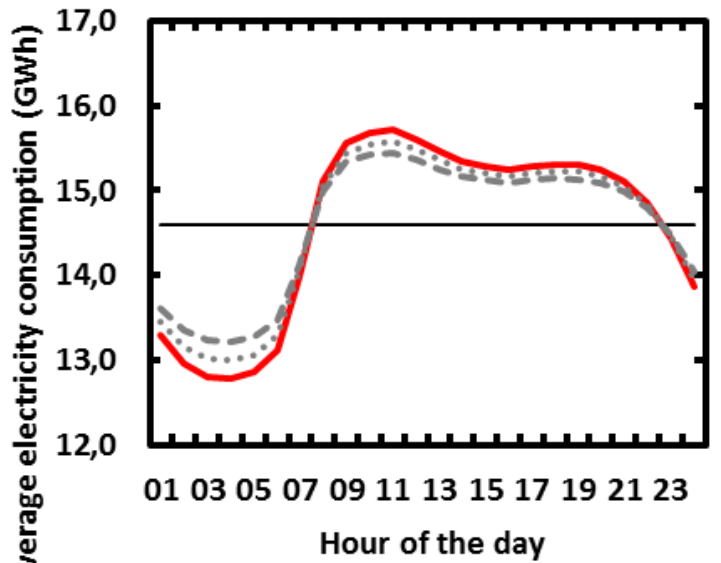
## Tilnærming

- 1) Utvikling av scenarier for forbrukerfleksibiliteten over døgnet
  - Litteraturgjennomgang
- 2) Analyser av sannsynlige endringer på krafttilbudssiden
  - Litteraturgjennomgang og egne analyser
- 3) Analyse av system/markedseffekter
  - Markedsmodell for den nord Europeiske energisektoren

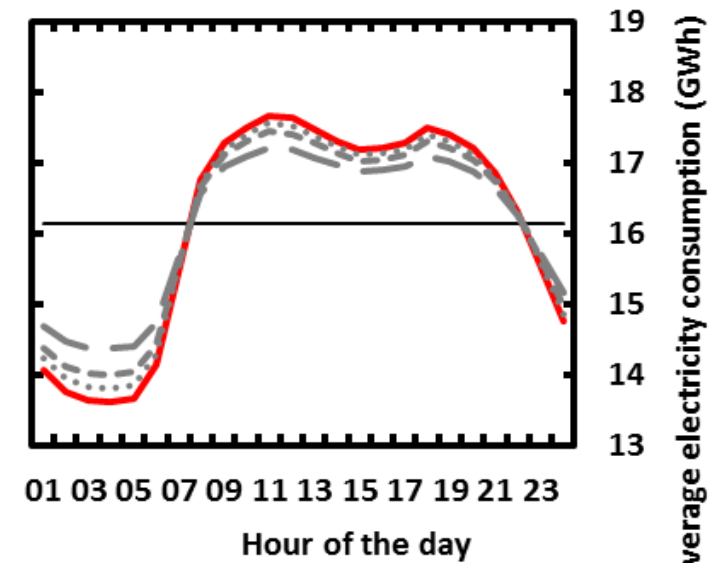
# Scenarier for forbrukerfleksibilitet

Demand response potential for each scenario. Potential is given in proportion (percentage) of the peak demand (defined as the demand exceeding average consumption level) that can be moved to hours with lower consumption levels than the average. Estimates from IEA (2011)

Scenario	DK	FI	NO	SE	GE	UK	NE
Baseline	-	-	-	-	-	-	-
Moderate response	4.0 %	10 %	12 %	7.5 %	6.0 %	6.0 %	6.0 %
Full response	8.0 %	19 %	24 %	15 %	12 %	12 %	12 %
High response	16 %	38 %	48 %	30 %	24 %	24 %	24 %



— Norway, B      ..... Norway, M  
- - - Norway, F      - · - Norway, H



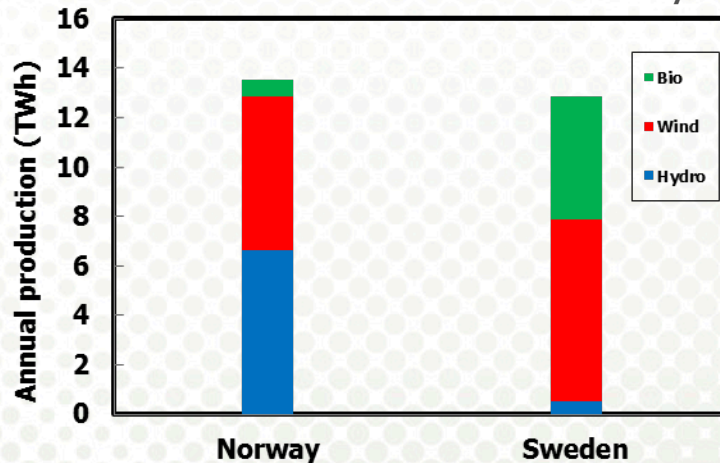
— Sweden, B      ..... Sweden, M  
- - - Sweden, F      - · - Sweden, H



## Sannsynlige endringer på krafttilbudssiden

- Norge og Sverige

- Elsertifikater -> mer fornybar energi i NO og SE



TWh	NO	SE
Hydro (ROR)	6.6	0.5
Wind	6.2	7.4
Bio and waste	0.7	5.0
<b>Total</b>	<b>13.5</b>	<b>12.9</b>

- FI, DK, DE, NE & GBR

- Scenarier basert på European Commission's publication "EU energy trends to 2030" ([2009](#)).

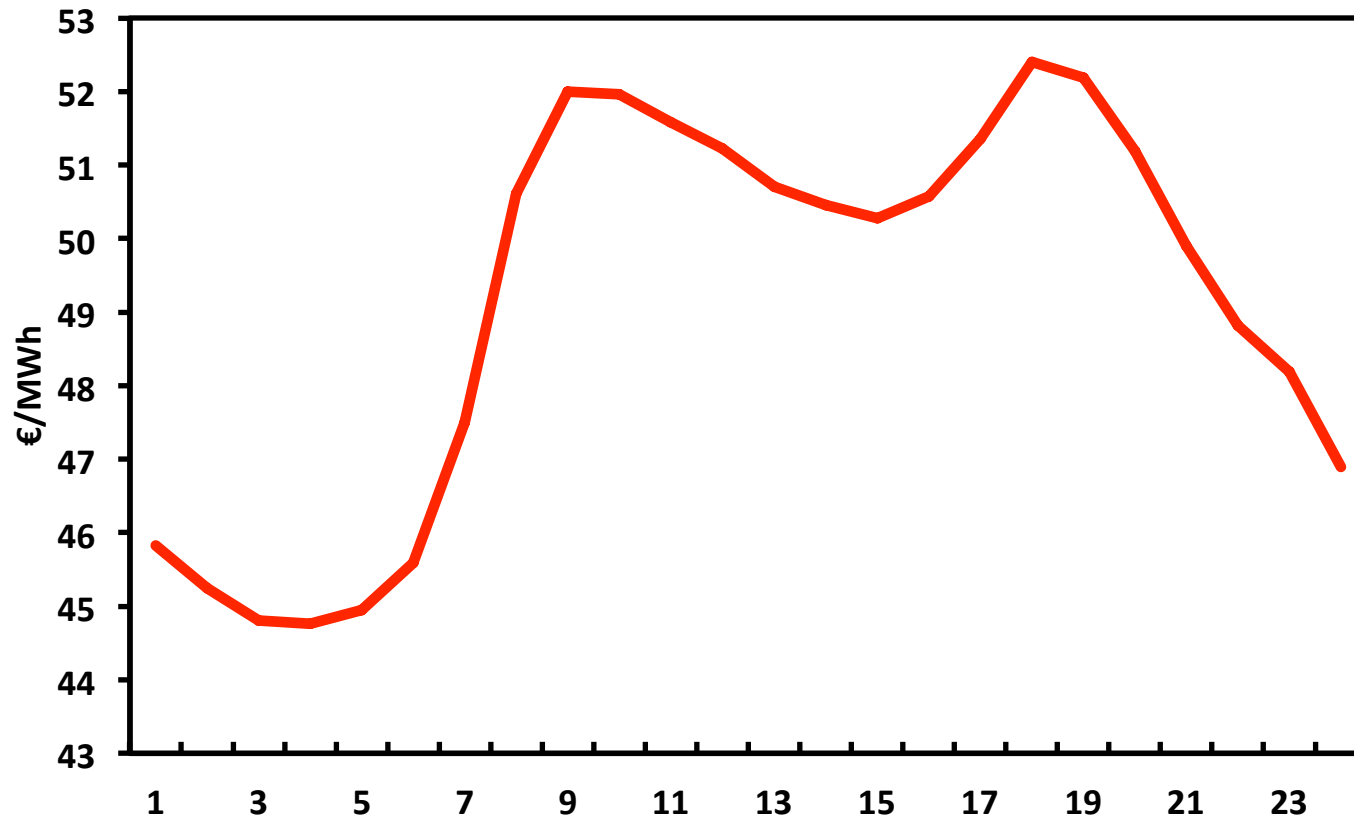
- Mer fornybart, særlig vind og sol
- Utfasing av kjernekraft i Tyskland, utbygging i Finland
- Redusert kullkraftkapasitet i DK og (delvis FI)



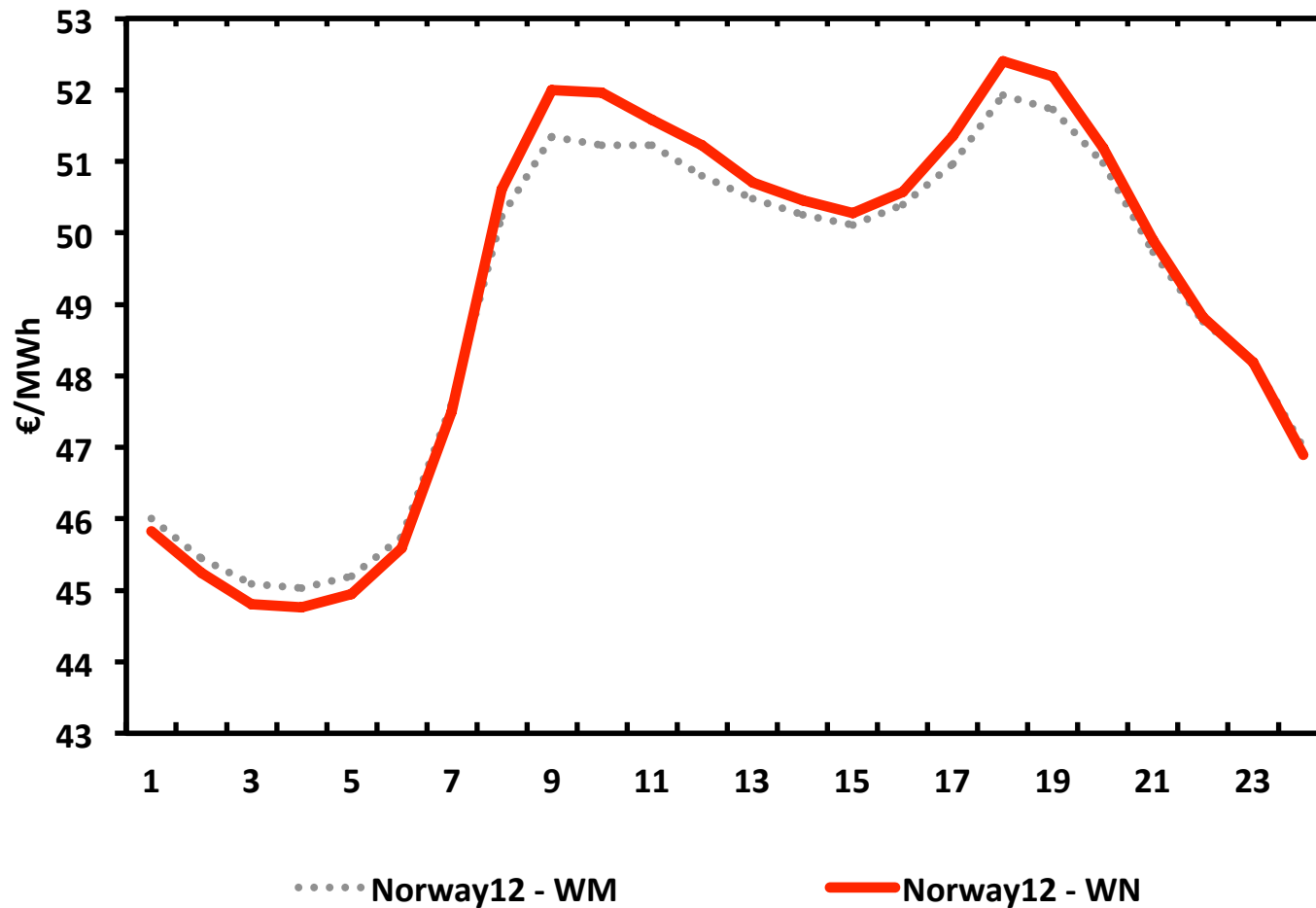
## Markedssimuleringer - metode

- Anvender en videreutviklet versjon av energisystemmodellen Balmorel, som opprinnelig er utviklet ved DTU
- Versjonen utviklet ved UMB dekker det nord Europeiske kraftmarkedet
  - 15 regioner i Norge
  - 4 regioner i Svergie
  - 2 Regioner i Danmark
  - 1 region for landene Finland, Tyskland, Nederland og UK
- Detaljerte data for forbruk, produksjonskapasiteter og transmisjon
- Simulere markedsklarering ned på timesnivå
- Simuleringsprosedyre:
  - Modell kalibrert mot observert produksjon og priser i 2011 og 2012
  - Deretter oppdatert med forventet utvikling for forbruk, transmisjon og produksjonskapasitet mot 2025
  - Simulerer markedet for de ulike forbrukerfleksibilitetsscenariene og sammenligner

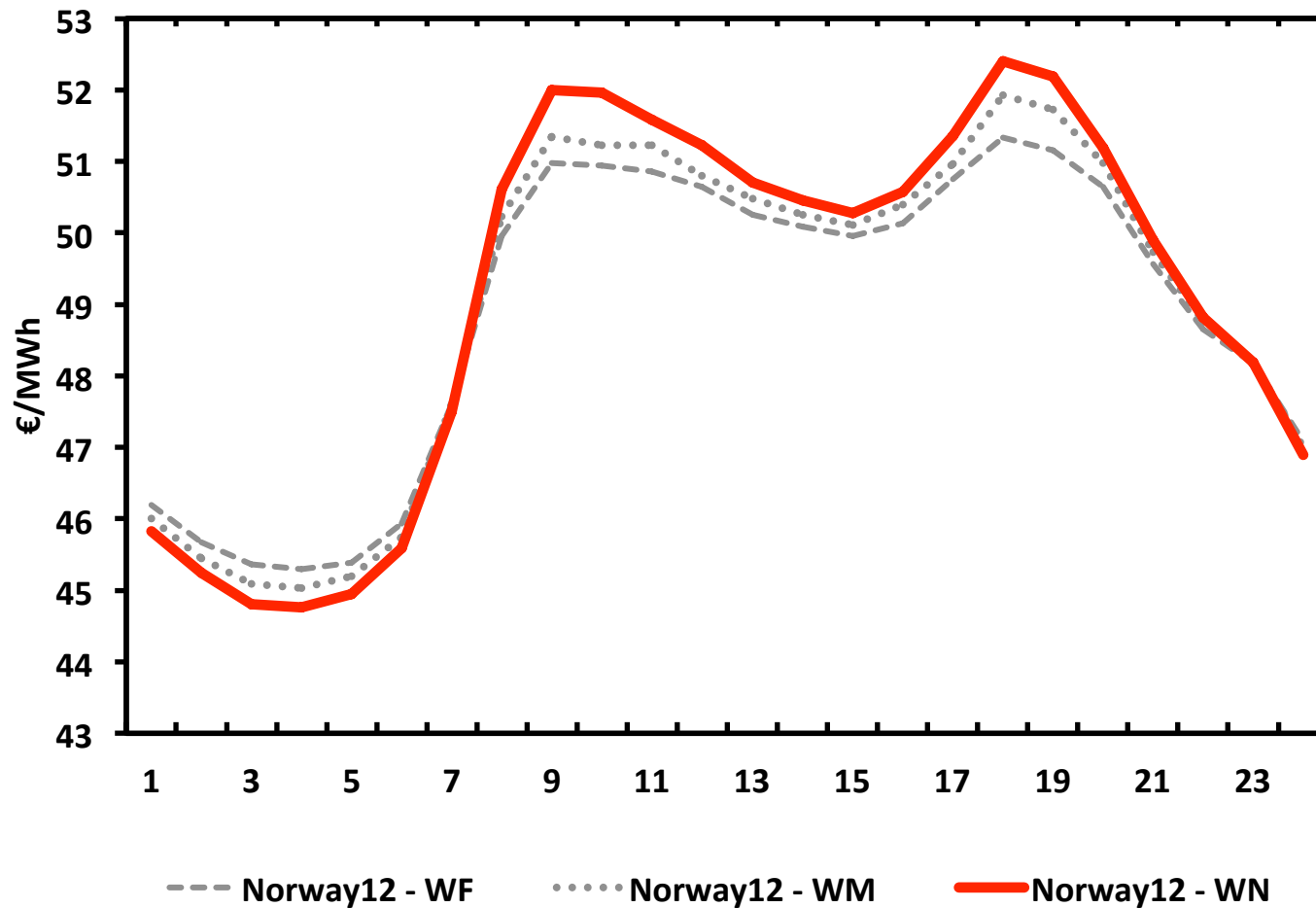
# Simulerte priseffekter – vinterdøgnprofil i Norge i «normalår»



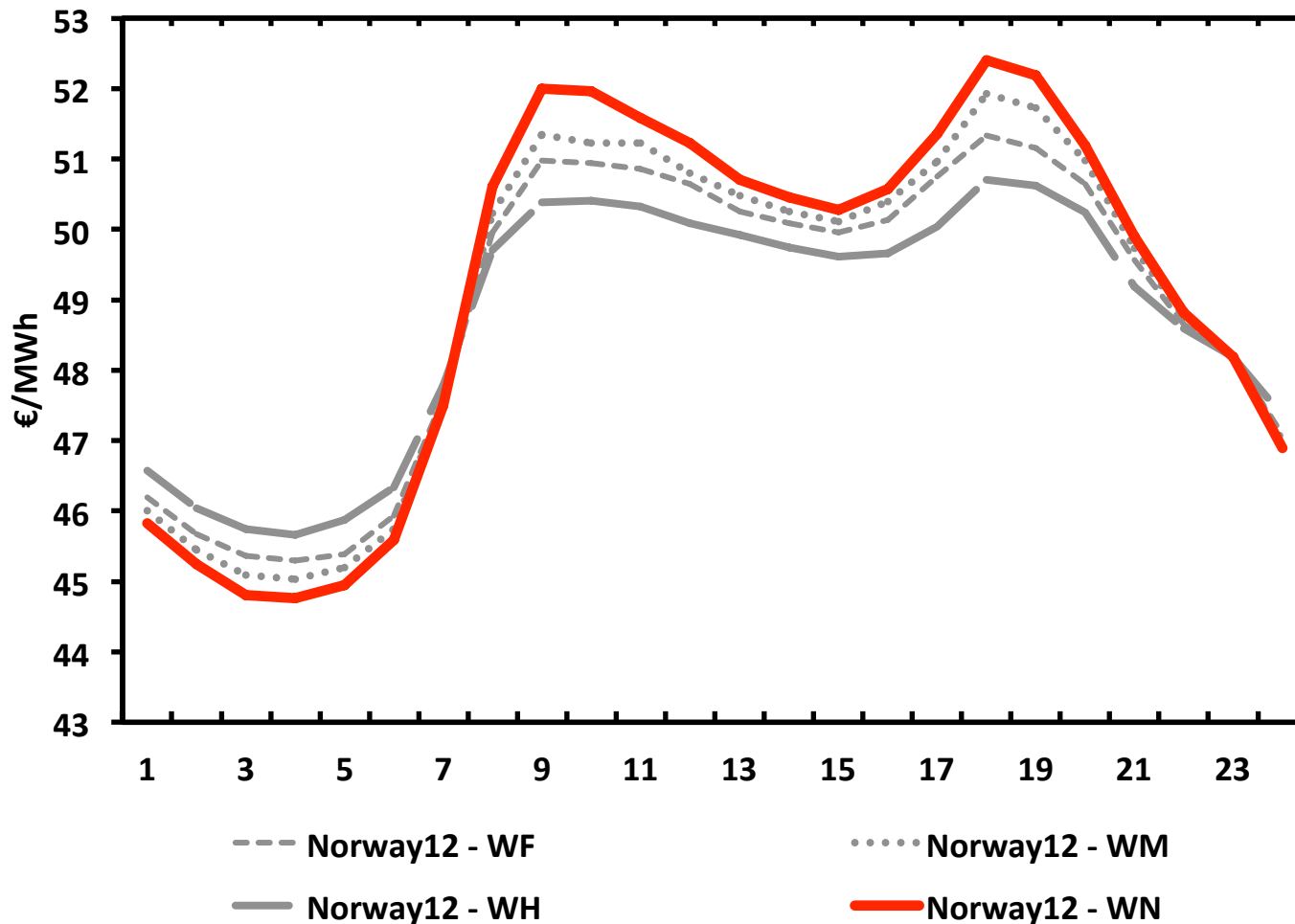
# Simulerte priseffekter – vinterdøgnprofil i Norge i «normalår»



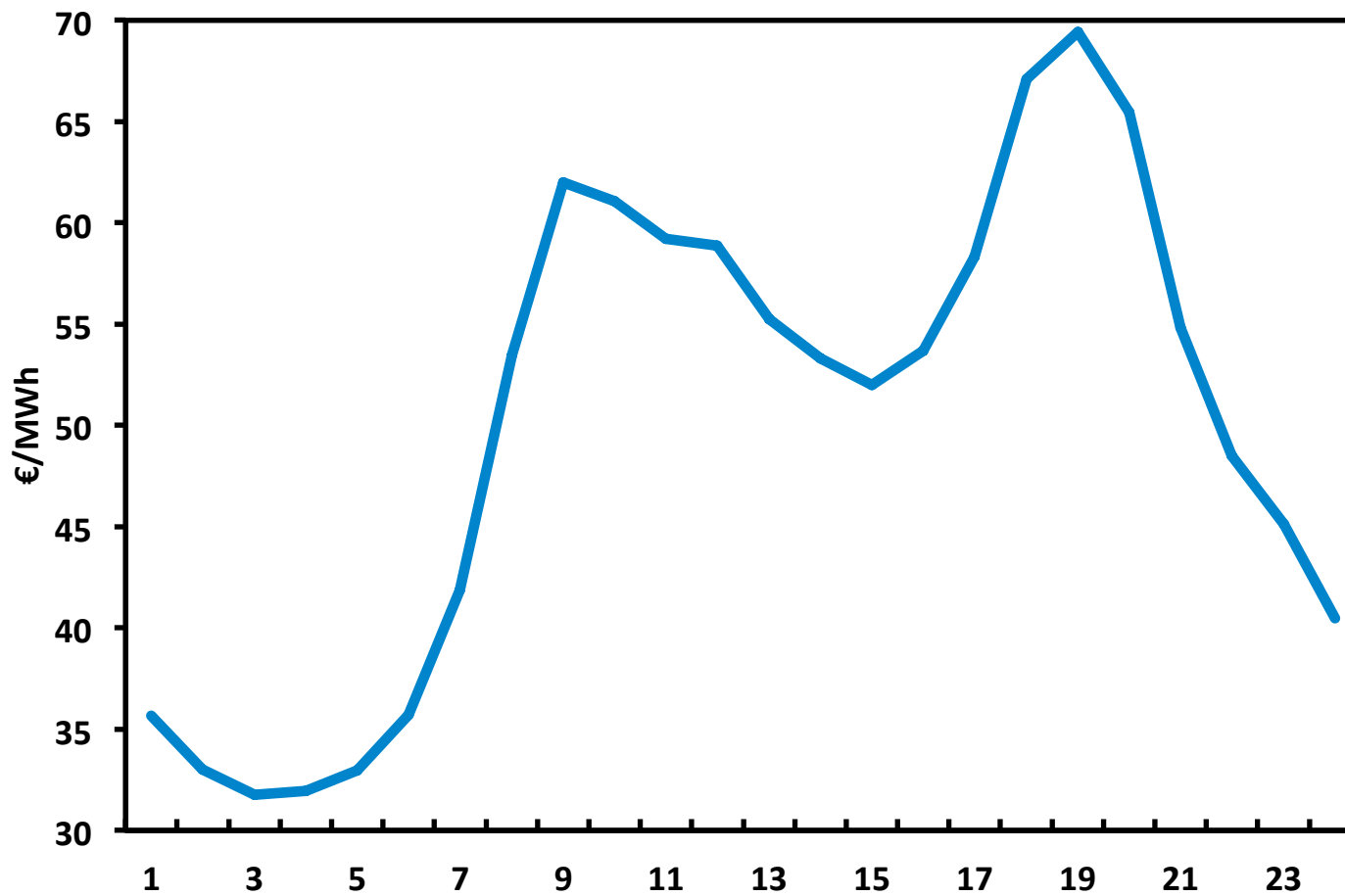
# Simulerte priseffekter – vinterdøgnprofil i Norge i «normalår»



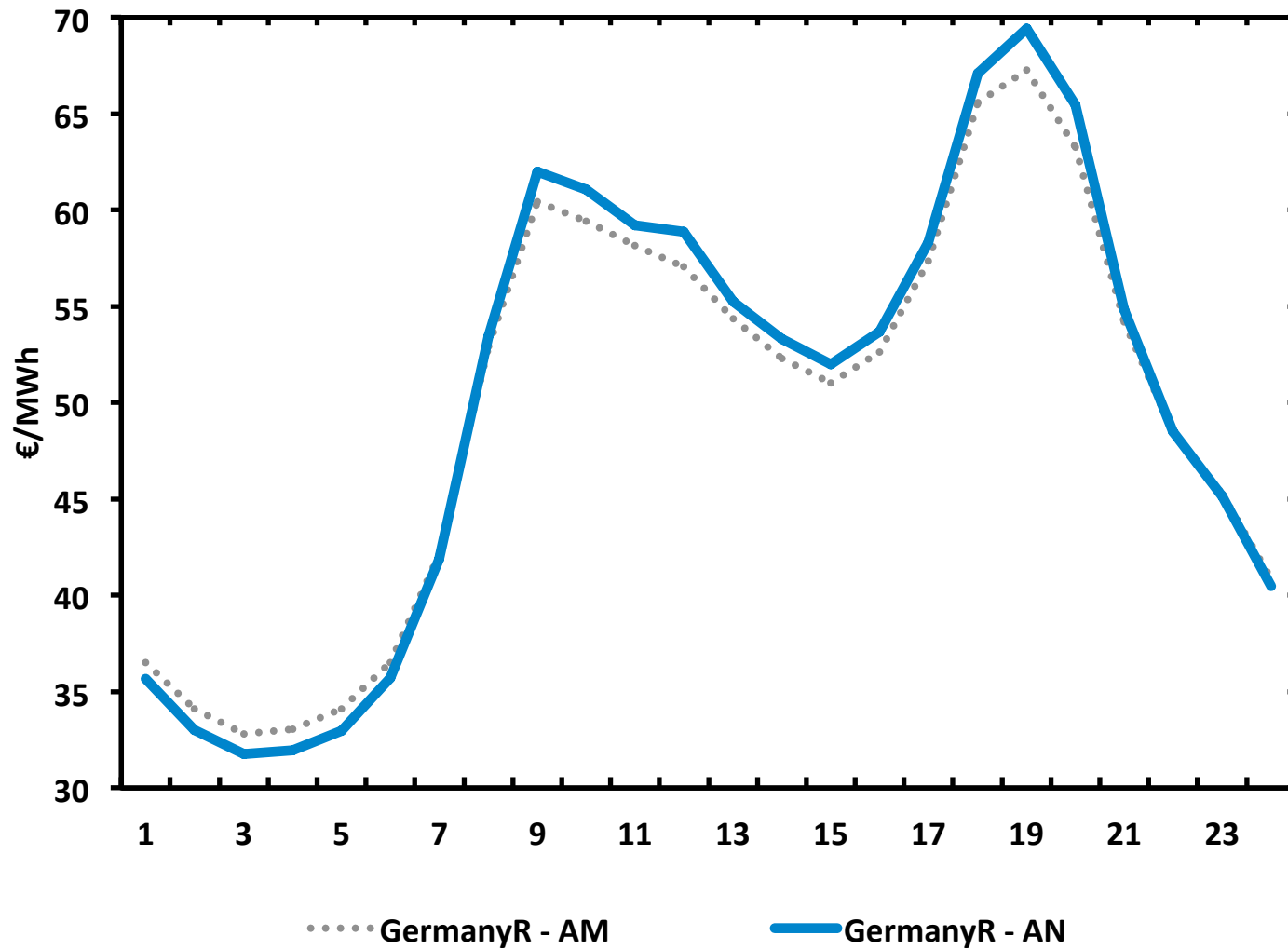
# Simulerte priseffekter – vinterdøgnprofil i Norge i «normalår»



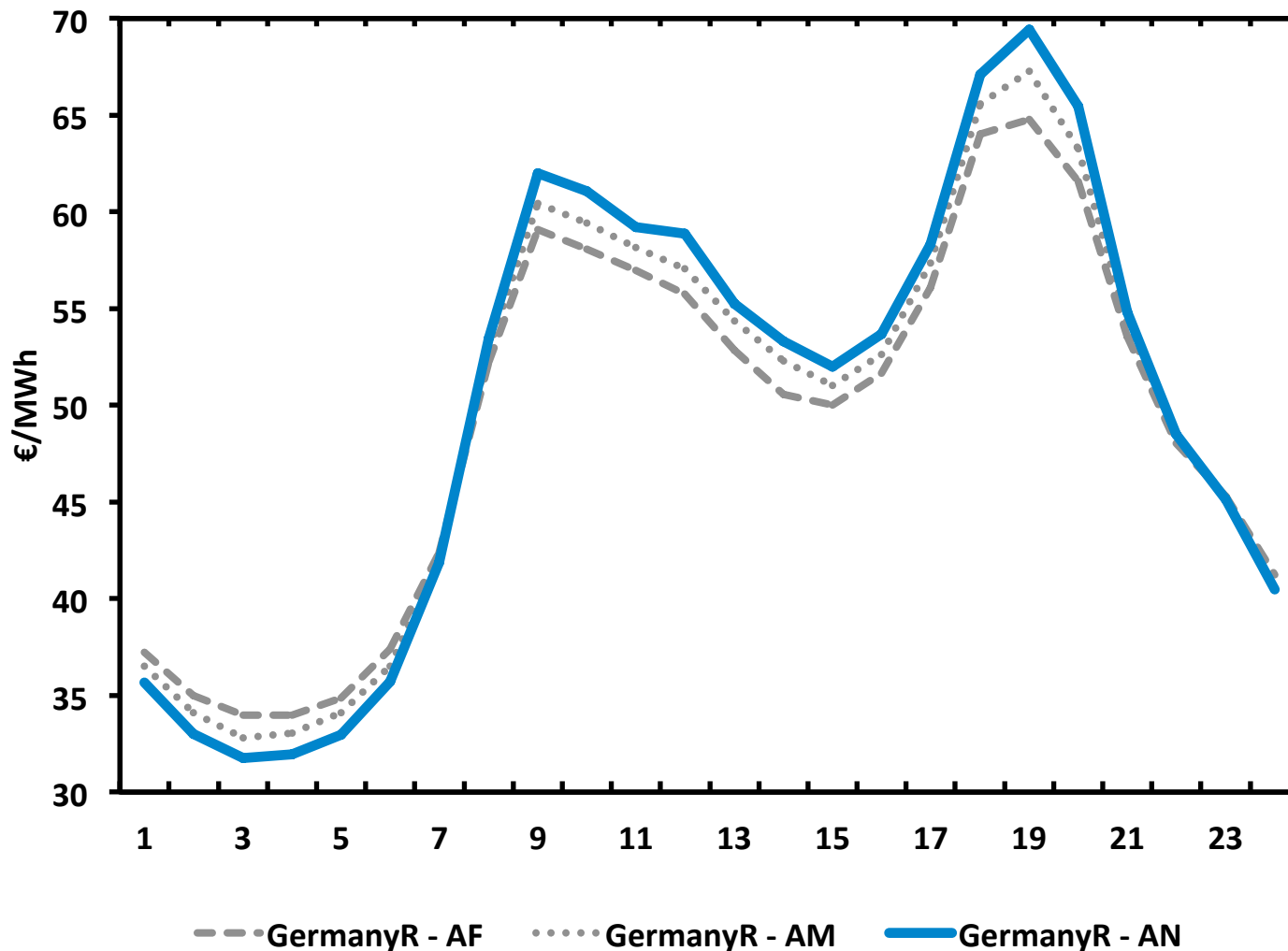
## Simulerte priseffekter i Tyskland



## Simulerte priseffekter i Tyskland

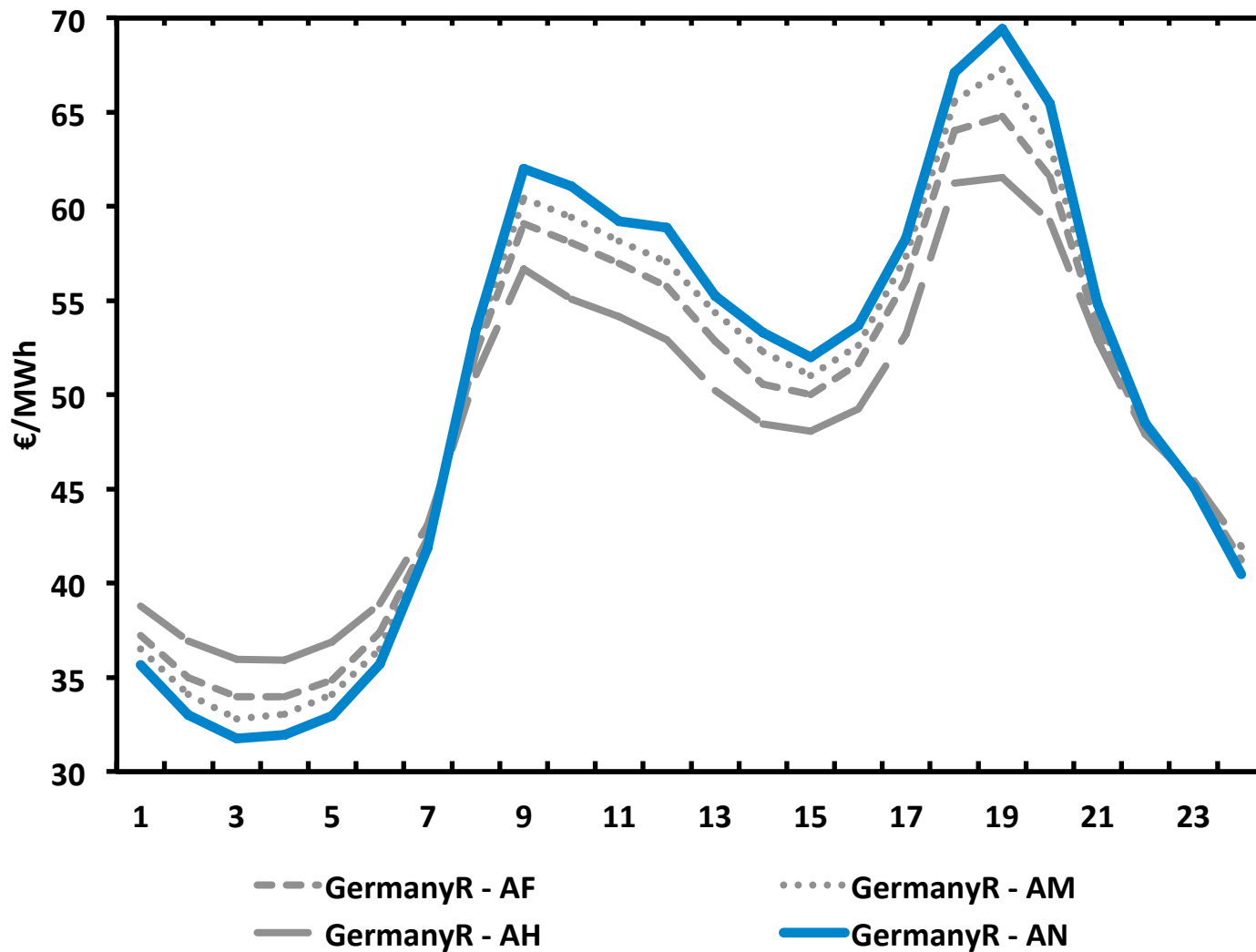


# Simulerte priseffekter i Tyskland





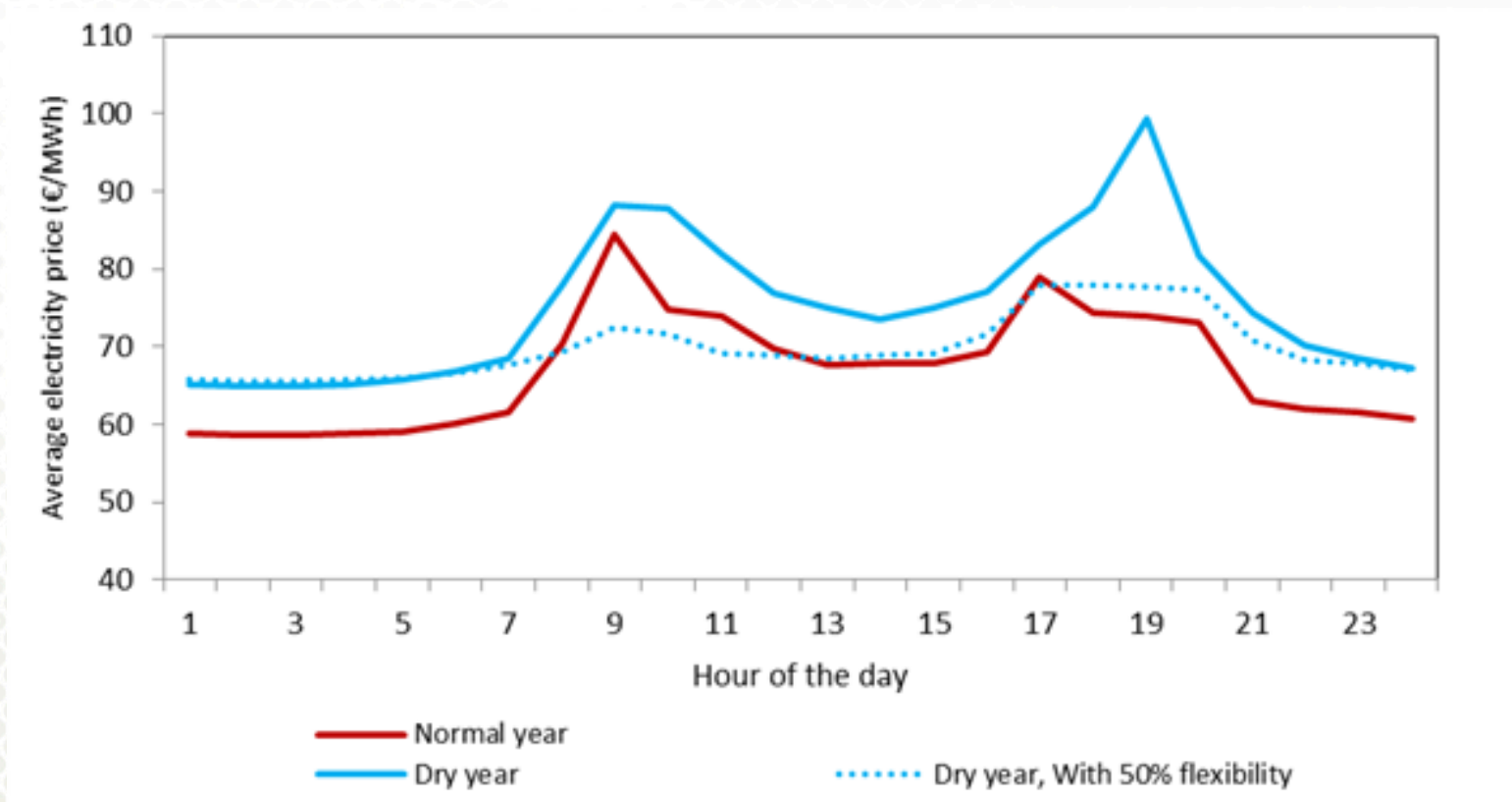
# Simulerte priseffekter i Tyskland



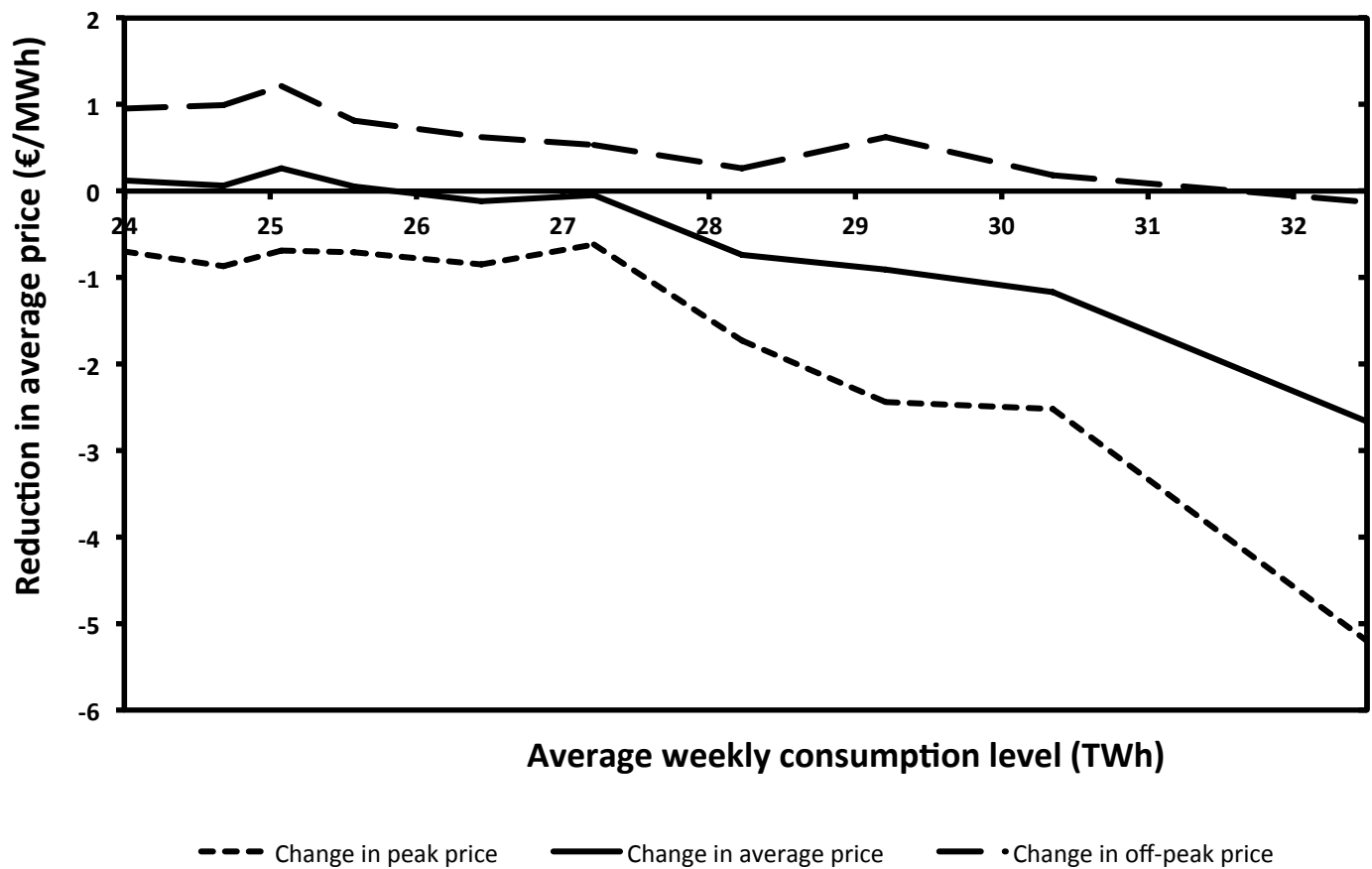
## Simulerte priseffekter i ulike land (€/MWh)

	<b>DK1</b>	<b>FI</b>	<b>GE</b>	<b>NE</b>	<b>SE4</b>	<b>NO12</b>
<b>All year</b>						
Baseline scenario	49.4	49.5	50	50.9	49.2	43.8
IEA Flexibility scenario	-0.9	-0.8	-1.0	-1.1	-0.4	-0.1
<b>Summer</b>						
Baseline scenario	40.2	40.3	40.3	41.5	41.1	37.9
IEA Flexibility scenario	+0.1	-0.1	+0.2	+0.2	+0.3	+0.3
<b>Winter</b>						
Baseline scenario	68.1	79.3	70.5	71.5	70.9	49.1
IEA Flexibility scenario	-3.0	-5.6	-3.2	-3.7	-3.2	-0.4

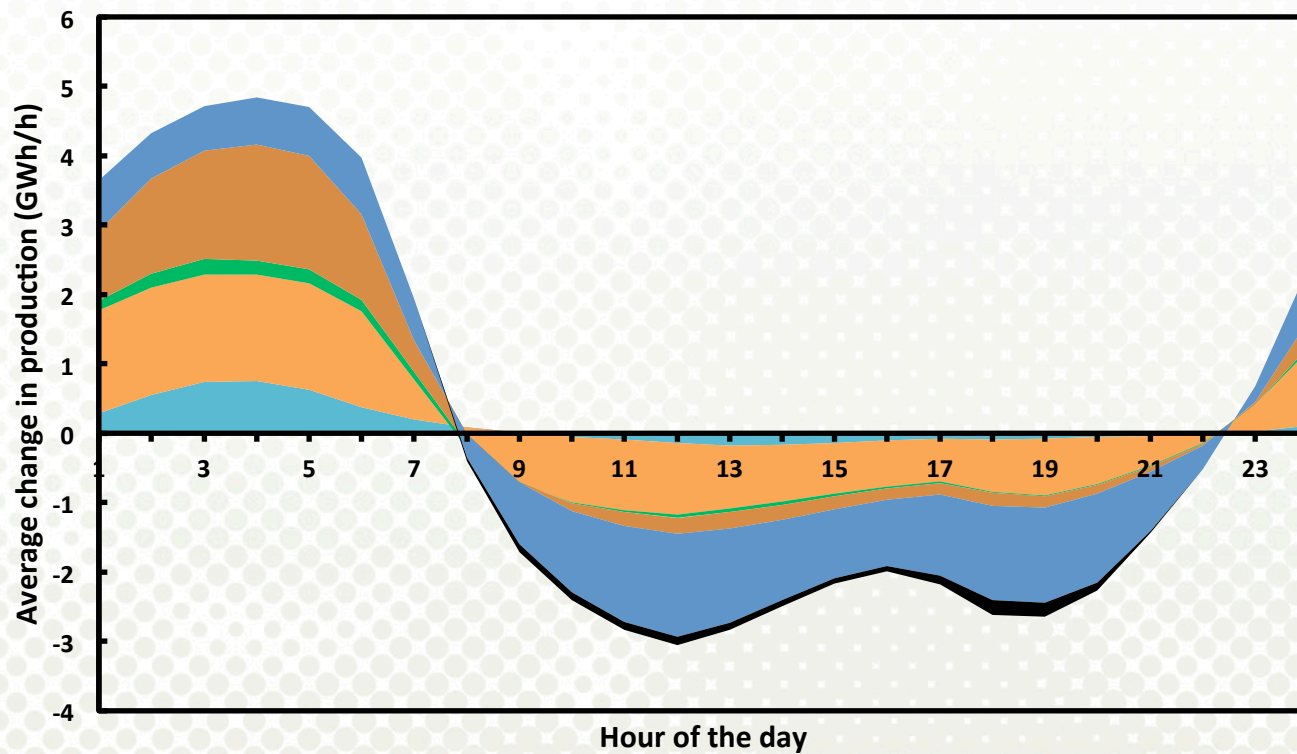
# Priseffekt i i Norge i et tørrår



# Priseffekt av forbrukerfleksibilitet ved ulike forbruksnivåer



# Endring i produksjonsmiks



- Fuel oil
- Natural gas
- Coal
- Intermittent RE
- Reservoir hydro
- Lignite



# Oppsummering

- **Priseffekter ved utjevning av forbruk over døgnet**
  - Dagpriser synker og nattepriser stiger (som ventet)
  - I vinterhalvåret finner vi en prisreduksjon på €3-5/MWh i de fleste land
    - Men mindre i Norge
    - Større effekt i tørre/kalde vintre
  - I sommerhalvåret ser det ut til å være liten priseffekt
    - Høyere priser i Norge i våtår fordi natteprisen stiger mer enn dagprisen synker
- **Systemeffekter**
  - Færre timer med behov for effektkapasitet
  - Mindre behov for gass, kull og oljekondens på dagtid på kontinentet
  - Men også økning i kullkraftproduksjonen i nattetimene
  - Vesentlig større positiv totaleffekt ved en «anstrengt» markedsbalanse

Takk for oppmerksomheten!

